

风光氢储一体化发展仍需“加码”

■本报记者 杨梓

随着能源转型的持续推进，风光氢储一体化发展备受青睐。风光氢储一体化发展可实现新能源就近消纳、提升能源利用效率、进一步促进可再生能源发展。不过，业内人士指出，当前我国风光氢储一体化发展仍需进一步在政策、技术等多方面加以完善，以实现高质量发展。

“双向奔赴”

“氢能可解决未来新型电力系统中大规模可再生电力的储存问题，也可解决未来冶金、化工行业原料低碳化的问题，发展氢能是实现‘双碳’目标、保障国家能源安全的必然选择。”国家电投集团氢能科技发展有限公司首席技术官柴茂荣在近日举办的清洁智慧能源高质量发展大会上表示。

据了解，在技术和生产自主可控的基础上，国家电投建立了国家电投黄河流域氢能产业基地，覆盖发电、车用、空冷燃料电池的关键技术研发和产品生产，推进氢进万家、风光氢储一体化、氢能交通多个项目落地。

“当前我国风电、光伏、储能、氢能产业发展态势良好，风光氢储一体化形成一种新的能源供应系统，能够有效地解决传统能源供应的弊端，是引领产业低碳转型的重要抓手，也是实现‘双碳’目标的重要途径。”山东能源电力集团规划发展部部长徐振栋说。

在山东氢谷新能源技术研究院院长张真看来，风光与氢储是一场“双向奔赴”，以风光为核心的清洁能源高质量发展，需要氢、储的协同，同时氢、储也会反过来促进清洁能源的消纳，平滑电力的输出，推动可再生能源装机规模进一步扩大。

近年来，国家层面已出台多个政策规划支持风光氢储一体化发展。例如，《氢

能产业中长期发展规划（2021年—2035年）》中指出，发挥氢能调节周期长、储能容量大的优势，开展氢能在可再生能源消纳、电网调峰等应用场景的示范，探索培育“风光发电+氢储能”一体化应用新模式，逐步形成抽水蓄能、电化学储能、氢储能等多种储能技术相互融合的电力系统储能体系。

《“十四五”新型储能发展实施方案》中提到，促进沙漠戈壁荒漠大型风电光伏基地开发消纳，探索利用可再生能源制氢，支撑大规模新能源外送；开展氢（氨）储能等关键核心技术、装备和集成优化设计研究。拓展氢（氨）储能、热（冷）储能等应用领域，开展依托可再生能源制氢（氨）的氢（氨）储能、利用废弃矿坑储能等试点示范。推动可再生能源制氢、制氨等更长周期储能技术，满足多时间尺度应用需求。

政策供给不足

“氢能是长时储能的重要技术路线。据不完全统计，我国已有40个以上地区发布新能源配套建设储能的相关文件。”在张真看来，氢能在新型电力系统中具有丰富的应用场景。“氢储能在电源侧的应用价值主要体现在减少弃电、平滑波动和跟踪出力等方面，氢储能在电网侧的应用价值主要体现在为电网运行提供调峰容量和缓解输电线路阻塞等方面。”

与此同时，目前各地区风光制氢项目配置储能容量的鼓励政策各有不同，定向支持风光氢储一体化发展的支持政策仍然有限。

2021年4月，山东省发改委、山东省能源局、山东能源监管办联合印发的《关于开展储能示范应用的实施意见》指出，



中越边境首个风光储一体化项目 视觉中国

鼓励风电、光伏发电制氢，制氢装机运行容量视同配置储能容量；2022年11月，内蒙古能源局发布的《内蒙古自治区风光制氢一体化示范项目实施细则》明确，风光制氢一体化项目需配置电储能，调峰能力原则上不低于新能源规模的15%，时长不低于4小时。储氢设施容量大于4小时制氢能力的，可根据需要相应降低电储能配置要求。

“电化学储能配比究竟可以降至多少并没有明确。此外，部分氢储能的鼓励政策对风光制氢项目虽然起到推动作用，但只是对可再生能源风光制氢的储能配置做调整或放宽限制，没有提及氢储能作为一种收益参与电力市场的细则。”

数智化手段助力

据张真介绍，截至2023年8月，可再生能源制氢项目建成运营的共有44个，产能6.65万吨/年，数量和产量猛增，全国正在建设的69个项目产能达到了87.84万吨，主要集中在内蒙古、宁夏、新疆等地。

“2023年以来上游制氢项目火热，与下游需求息息相关。”张真指出，未来风光氢储一体化发展以及交通、化工、冶金、航运、建筑场景的耦合将有助行业的深度脱碳，推动我国现代能源体系的高质量发展，但风光氢储一体化高质量发展仍然任重道远。她建议，在推进储能商业进程方面，各

地储能配置政策有待进一步细化，可鼓励有条件的地区优先配置氢储能。此外，还可以给予一些战略新兴产业更多电价优惠。

在国家能源专家咨询委员会副主任徐锭明看来，能源高质量发展取决于科技突破。“作为能源消费和能源生产大国，我国对推动能源科技突破肩负重要责任，将致力于打造数字化、智能化能源体系。”

“数字化、智能化是现代能源体系的底色，如果想让风光氢储一体化系统达到更好的能源效率，并且科学高效地测算下游需要匹配什么类型的产品，实现经济性、最优配比，缩短整个项目投资的回报时间，还是要借助数字化、智能化手段，这也是未来整个行业的努力方向。”张真表示。

“风电长廊” 壮观荣成



图片说明

近年来，山东省荣成市紧扣绿色低碳高质量发展，依托沿海风能资源，在沿海富风带建设多处大型风电场、光伏场，构建新型能源体系，改善人居环境，带动当地群众增产增收。

图为荣成市港西镇北部沿海一处风力发电场，在大海、沿海公路映衬下，构成一道“风电长廊”，蔚为壮观。 人民图片

南水北调集团实现股权转让 控股全国首个抽水蓄能电站项目

本报讯 近日，中国南水北调集团新能源投资有限公司通过北京产权交易所成功摘牌云阳县建全抽水蓄能电站控股开发权，这是“十四五”期间通过公开市场交易方式实现股权转让的国内首例抽水蓄能电站项目。

重庆市云阳县建全抽水蓄能电站位于渝东北三峡库区城镇群，地处万开云现代电网先导工程的重要节点区域，是“十四五”重点开工项目，装机容量120万千瓦，总投资约85亿元，建成后主要承担重庆电网调峰、填谷、储能、调频、调相和紧急事故备用等任务，每年可节约发电标煤量25.6万吨，减少二氧化碳排放量65万吨、二氧化硫排放量1.6万吨，将为重庆电网和渝东北提供120万千瓦的调节电源，助推重庆市构建清洁低碳、安全高效的能源新体系。

南水北调集团积极践行“双碳”战略，围绕调水供水拓展涉水主业，坚持依网布链、协同固链、整合优链，围绕南水北调和国家电网重大项目，大力拓展清洁能源产业布局，打造绿色生态调水工程的典范和样板。新能源投资公司围绕国家电网工程辐射区域，积极布局抽水蓄能电站项目。 (杨昊尘 胡海华)

以市场机制创新推进新型电力系统建设

■本报记者 李玲

“我国在积极构建以新能源为主体的新型电力系统过程中，还面临很多挑战，关键要做到能源保供安全、生态环保，且经济上划算。”在中国能源研究会近日主办的“电力圆桌”2023年年终会议暨能源政策研究年会上，中国能源研究会双碳产业合作分会副秘书长张葵叶指出，构建新型电力系统需要技术创新和突破，还需要健全适应系统构建的体制机制，其中电力市场建设和市场机制创新、电价机制创新、商业模式创新尤为关键。

两个维度重塑能源体系

国家能源局日前公布的最新数据显示，2023年，我国新增电力装机约3.3亿千瓦，总装机达到29亿千瓦、同比增长12.9%。可再生能源成为保障电力供应新力量，总装机在2023年内连续突破13亿、14亿大关，达到14.5亿千瓦，占全国发电总装机比重超50%，历史性超过火电装机，风电、光伏发电量占全社会用电量比重突破15%。

随着碳达峰碳中和进程加速推进，可再生能源占比将进一步提高。中国能源研究会发布的新书《新型电力系统建设路线图研究》(以下简称《路线图研究》)指出，未来我国非化石能源的开发利用将超过40亿吨标准煤，在一次能源消费中的占比达到85%以上，需通过构建新型电力系统作为载体和平台来实现大规模高比例

非化石能源的开发利用，重塑能源体系。

《路线图研究》指出，能源体系重塑主要体现在两个方面：一是能源系统电气化，即将一次能源通过电能转化达到90%；二是电力系统低碳化，即能源中非化石能源占比超过90%，最终实现“双碳”目标。

华北电力大学教授曾鸣表示，从未来的系统供需结构看，新型电力系统主要由两类基础要素构成：一是绿色低碳的新能源，二是支撑新型电力系统安全稳定运行的多样灵活性资源。“从系统演化过程看，新型电力系统呈现‘三个双’。一是‘双高’，即高比例可再生能源、高比例电力电子设备；二是‘双峰’，即夏冬用电高峰比较明显；三是‘双随机’，随着高比例可再生能源接入，供应侧随机性增强，需求侧随机性则更强。”

电力市场面临三大挑战

“我们在对西北地区的调研中发现，新能源配储和新能源消纳问题凸显。”张葵叶在分享“西北新能源高比例发展”研究进展时坦言，“一方面是投资建设大量储能设施，但被调用或使用的效率较低，存在‘建而不用’问题。当然，一部分储能设备利用本身也有问题，需要不断突破全过程安全技术；另一方面，要分不同应用环节及场景拓展储能的商业模式，合理疏导新型储能成本。目前跨区域交易协同机制不是很顺畅，导致部分新能源‘西电东

送’未达到预期。”

国网能源研究院有限公司总工程师李健认为，新型电力系统下电力市场面临三大挑战，即适应新能源大规模参与的市场机制仍需完善，保障电力安全可靠供应的市场机制亟待建立、合理的价格形成与传导机制有待健全。

以新能源大规模参与市场的机制为例，李健指出：“新能源持续快速增长，占比不断提高，以保障性收购为主的消纳方式将难以为继，系统顶峰调峰等调节能力问题日益突出，亟需创新市场机制，推动新能源更大规模参与市场，以市场手段促进系统调节能力加快提升，引导源网荷储各方面协同发展，促进供需高效互动，构建促进能源清洁高效利用和可持续发展的市场体系。”

李健表示，新型电力系统建设会带来成本增加，体现在新能源本身和整个系统方面，包括调峰调频等辅助服务、大规模储能投入、电网通道加强和扩容等。“当前分布式新能源装机增长迅猛，部分地区已难以就地就近平衡，部分时段甚至出现跨省消纳，系统总成本进一步增加。需要健全完善电力市场价格形成与传导机制，统筹推进新型电力系统构建过程中安全、清洁和稳价的目标实现。”

市场机制创新是关键

如何在构建新型电力系统过程中，应



对并解决挑战?

中国能源研究会能源政策研究室主任林卫斌表示，应该更多发挥市场“无形之手”的作用，建立、健全一套基于市场的机制。“一方面，要有与电力市场激励相容的市场设计，另一方面要有针对性的政策发挥作用，两者协同，最大程度发挥各种资源的经济和社会价值，高效建成新型电力系统。”

针对市场机制创新，林卫斌补充道：“一是创新促进新能源发展的市场机制，二是创新推进煤电转型的市场机制，三是促进储能多应用场景多技术路线规模化发展的市场机制，四是创新推动用户侧参与系统调节的市场机制。”

曾鸣指出，构建新型电力系统要有

数字技术与市场机制支撑，更有二者的创新。“新型电力系统市场机制创新的关键，包括政策机制建设、新型电力市场与外部市场的关联协同机制，以及灵活性调节资源。”

“新形势下，需要迭代创新电力市场模式，统筹保障安全、经济、绿色多元目标的实现。”李健表示，需要坚持系统思维、顶层设计、协同推进，加快市场化体制机制创新完善，保障能源清洁低碳转型顺利推进。“建议各方联合开展研究，着力从服务新能源高质量发展、清洁高效发挥传统电源安全保障作用、积极促进需求侧资源利用，以及价格形成与系统成本传导等四个方面，加快形成建立一系列关键机制和举措。”